Deutscher Bundestag **Drucksache 18/9204**

18. Wahlperiode 18.07.2016

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Bärbel Höhn, Oliver Krischer, Annalena Baerbock, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
– Drucksache 18/8997 –**

Strompreiszonen

Vorbemerkung der Fragesteller

Am 23. September 2015 hat sich die europäische Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) in einem maßgeblich von Polen angestoßenen Prozess für eine Teilung der deutsch-österreichischen Strompreiszone ausgesprochen. In der Folgezeit fanden Verhandlungen Deutschlands und Österreichs zusammen mit den Nachbarländern Polen und Tschechien statt, um eine Lösung zu erarbeiten.

Im Januar 2016 endete die von ACER gesetzte viermonatige Frist für Verhandlungen ohne Einigung auf eine Teilung, wobei sich Österreich vehement dagegen ausgesprochen hat und auch eine Klage vor dem Gericht der Europäischen Union gegen das ACER-Votum angestrengt hat.

Österreichs Energieregulierer hat in der Vergangenheit argumentiert, dass an der deutsch-österreichischen Grenze kein Netzengpass besteht und deshalb auch keine Obergrenze im Stromhandel zwischen beiden Ländern gezogen werden muss. Außerdem finde derzeit eine EU-weite Untersuchung der Strompreiszonen durch den Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) statt, deren Ergebnisse abgewartet werden sollten.

Die Bundesnetzagentur hat dagegen am 2. Mai 2016 mitgeteilt, dass eine Teilung der Preiszone an der Grenze zwischen beiden Ländern bewirkt, „dass die in wenigen Stunden eines Jahres auftretenden handelsseitigen Exportspitzen zwischen Österreich und Deutschland, die aktuell die gefährlichen Netzengpässe in Deutschland verursachen, künftig verhindert werden“ (www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/160502_Netzreserve.html). Zudem rechnete der Energieregulierer damit, dass eine Teilung vor dem Winter 2018/2019 den Bedarf an Netzreservekapazitäten um etwa zwei Drittel auf 1 900 MW verringern würde.

Die Antwort wurde namens der Bundesregierung mit Schreiben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 14. Juli 2016 übermittelt.

Die Drucksache enthält zusätzlich – in kleinerer Schrifttype – den Fragetext.

1. Welche Maßnahmen sieht die Bundesregierung abgesehen vom Netzausbau als geeignet an, um eine von der Europäischen Kommission angedachte Spaltung des Strommarktgebietes in Deutschland zu verhindern?

   Und welche Rolle kann dabei aus Sicht der Bundesregierung die angedachte regionale Differenzierung der Einspeiseentgelte für die Erzeugungskapazitäten spielen?

Ab einer bestimmten Intensität, d. h. Umfang und Häufigkeit, lassen sich Netzengpässe durch Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen wie unter anderem Redispatch nicht mehr versorgungssicher und effizient auflösen. Folglich müssen Netzengpässe beseitigt werden, wenn die einheitliche Gebotszone erhalten werden soll. Die wichtigste Maßnahme zum Abbau von Netzengpässen ist der Netzausbau. Die Bundesregierung verfolgt zudem eine Reihe von weiteren Maßnahmen, um Netzengpässen auch kurzfristig entgegenzuwirken. Mit dem EEG 2016 wurde eine regionale Komponente eingeführt. Diese stellt sicher, dass der Ausbau der Erneuerbaren besser mit dem Netzausbau verzahnt wird. Zudem wurde mit dem EEG 2016 eine Regel beschlossen, die die Verfügbarkeit von KWK-Anlagen für die Bewältigung von Netzengpässen erhöht. Darüber hinaus arbeitet die Bundesregierung an einer Verbesserung der grenzüberschreitenden Kooperation beim Redispatch. Diese kann ebenfalls zur Verminderung des Redispatch-Bedarfs beitragen. Außerdem ist die Bundesregierung bestrebt, an der Grenze zu Österreich ein Engpassmanagement einzuführen. Die Einführung regional differenzierter Einspeiseentgelte für Erzeugungsanlagen ist derzeit nicht vorgesehen.

2. Inwieweit trägt aus Sicht der Bundesregierung die Einführung eines Engpassmanagements (also einer Limitierung der Stromhandelskapazitäten wie an den anderen deutschen Außengrenzen) an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich zur Beibehaltung einer innerdeutschen Preiszone bei?

Die Einführung eines Engpassmanagements an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich kann erheblich zum Abbau von Netzengpässen beitragen. Auf die Antworten zu den Fragen 1 und 3 wird verwiesen.

3. Mit welcher Größenordnung an Einsparungen (in Euro) bei den Verbrauchern rechnet die Bundesregierung bei einer Teilung der Preiszone im Vergleich zum Beibehalten der Preiszone mit Österreich (aufgrund der errechneten Absenkung des Bedarfs an Netzreservekapazitäten und damit verbundener Einsparungen bei den Übertragungsnetzbetreibern)?

Unterstellt man in einer groben Annäherung Einsparungen von etwa 5 GW an vorzuhaltender Netzreserve bei einem Vorhaltungspreis von ca. 25 000 Euro/MW und Einsparungen im Vollastbetrieb von grob geschätzt 300 Stunden zu einem angenommenen Preis von 100 Euro/MWh, dann ergeben sich jährliche Einsparungen von ca. 280 Mio. Euro.

4. Welche Obergrenze in Megawatt für den grenzüberschreitenden Day-Ahead-Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich ist nach Kenntnis der Bundesregierung nötig, um die von der Bundesnetzagentur genannte Absenkung des Netzreservebedarfs auf 1 900 MW im Winter 2018/2019 zu erreichen?

5,6 GW, vgl. Netzreservebericht Seiten 28 ff. und 75 ff.

5. Welchen Vorschlag haben die Bundesregierung und/oder die Bundesnetzagentur den österreichischen Behörden bezüglich der Einführung eines Engpassmanagements an der Grenze konkret gemacht?

   Könnte aus Sicht der Bundesregierung die lastflussbasierte Marktkopplung, die bereits mit westlichen Nachbarländern existiert, ein Modell für das Engpassmanagement zwischen Deutschland und Österreich sein (bitte begründen)?

Die Anwendung einer lastflussbasierten Marktkopplung ist nach Auffassung der Bundesregierung auch das für die Kapazitätsbewirtschaftung der deutsch-österreichischen Grenze am besten geeignete Modell. Dieses Modell wurde dementsprechend der österreichischen Seite mehrfach vorgeschlagen. Zu welcher Kapazitätsberechnungsregion die deutsch-österreichische Grenze zugeordnet werden würde, d. h. ob zum Westen oder zum Osten, wird europäisch festgelegt im Rahmen der sogenannten CCR-Entscheidung. Diese Entscheidung liegt gerade bei der Agentur für Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden (ACER).

6. Bis wann will die Bundesregierung mit Österreich (und ggf. den anderen europäischen Nachbarn) eine Lösung bzw. ein Ergebnis gefunden haben?

Die Bundesregierung strebt an, für das Problem zeitnah eine Lösung zu finden.

7. Wie viel Vorlaufzeit würde die Einführung des von der Bundesnetzagentur ab dem Winter 2018/2019 berechneten Engpassmanagements für den Stromhandel an der deutsch-österreichischen Grenze nach Erkenntnissen der Bundesregierung benötigen?

Für eine Marktkopplung reichen voraussichtlich eineinhalb bis zwei Jahre aus. Die Vorschaltung einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung erfolgt dann in Abstimmung mit den relevanten Prozessen und Akteuren nach VO CACM.

8. Ist nach Erkenntnissen der Bundesregierung die Einführung eines Engpassmanagements für den Stromhandel an der deutsch-österreichischen Grenze ohne Zustimmung Österreichs, das sich in der Vergangenheit immer dagegen ausgesprochen hat, machbar?

Ein einseitiges Vorgehen ist prinzipiell möglich. Die Bundesregierung ist aber bestrebt, das Vorgehen so weit wie möglich mit Österreich und der Europäischen Kommission abzustimmen.

9. Inwiefern verringern sich durch eine Beschränkung des Stromhandels zwischen Deutschland und Österreich nach Erkenntnissen der Bundesregierung innerdeutsche Netzengpässe?

Eine Beschränkung des Handels mit Österreich zur Entlastung innerstaatlicher Engpässe ist nur unter engen Voraussetzungen und allenfalls vorübergehend zulässig. Daher ist die Engpassbewirtschaftung nicht an der Entlastung innerdeutscher Engpässe ausgerichtet, sondern daran, das Handelsvolumen an die tatsächliche, (n-1)-sichere Übertragungsfähigkeit der relevanten Grenzkuppelinfrastruktur anzupassen. Dass dadurch möglicherweise auch Entlastungen auf deutschen Netzelementen eintreten, ist ein Nebeneffekt. Dieser Nebeneffekt tritt im Übrigen auch auf österreichischen Leitungen ein. Eine Bezifferung und Aufteilung beispielsweise der oben genannten Einsparung bei der Netzreserve ist aufgrund der auftretenden Mischeffekte extrem anspruchsvoll und jedenfalls nicht ohne eine erneute Systemanalyse möglich.

10. Inwiefern würde durch die Einführung eines Engpassmanagements für den Stromhandel an der deutsch-österreichischen Grenze auch der Bedarf für die im Strommarktgesetz angedachte Möglichkeit zum Neubau von Reservekraftwerken in Süddeutschland (bis zu 2 GW) beeinflusst?

Der Bedarf für Netzstabilitätsanlagen nach § 13k EnWG muss zunächst bis zum 31. Januar 2017 ermittelt werden. Ob die Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze diesbezüglich bedarfsreduzierend wirkt, kann nur im Rahmen der für die Bedarfsermittlung noch zu erstellenden Analysen beurteilt werden. Der Bedarf hängt dann insbesondere von den sich nach einer Einführung einer Engpassbewirtschaftung ergebenden veränderten Lastflusssituationen im Übertragungsnetz sowie weiteren Eingangsparametern ab und lässt sich auch nicht durch Erfahrungswerte vorab einschätzen. Neben der Verringerung des Gesamt-Redispatchbedarfs durch eine Engpassbewirtschaftung sind gerade im Hinblick auf den Bedarf für Netzstabilitätsanlagen noch weitere Effekte, wie zum Beispiel der Bedarf für weitere Systemdienstleistungen, in den Blick zu nehmen.

Satz: Satzweiss.com Print, Web, Software GmbH, Mainzer Straße 116, 66121 Saarbrücken, www.satzweiss.com
Druck: Printsystem GmbH, Schafwäsche 1-3, 71296 Heimsheim, www.printsystem.de
Vertrieb: Bundesanzeiger Verlag GmbH, Postfach 10 05 34, 50445 Köln, Telefon (02 21) 97 66 83 40, Fax (02 21) 97 66 83 44, www.betrifft-gesetze.de
ISSN 0722-8333